

⑯ BUNDESREPUBLIK

DEUTSCHLAND



DEUTSCHES

PATENTAMT

Offenlegungsschrift

⑯ DE 195 34 404 A 1

⑯ Int. Cl. 6:

F 03 D 7/00

F 03 D 11/00

G 01 P 3/44

G 01 P 15/00

E 11

⑯ Aktenzeichen: 195 34 404.9

⑯ Anmeldetag: 16. 9. 95

⑯ Offenlegungstag: 20. 3. 97

⑯ Anmelder:

Energie-Umwelt-Beratung e.V. -Institut-, 18239
Hohen Luckow, DE

⑯ Erfinder:

Busse, Wolfgang, 17389 Anklam, DE; Günther,
Eggert, 18055 Rostock, DE; Moeck, Eckard, 18059
Rostock, DE

⑯ Verfahren zur Bestimmung des technischen Zustandes einer Windkraftanlage

⑯ Verfahren zur Bestimmung des technischen Zustandes einer Windkraftanlage gekennzeichnet dadurch, daß ein in einem Rechner arbeitendes Modell der Windkraftanlage die theoretischen Werte für Drehzahl und Drehbeschleunigung der Flügel als Zeitfunktion ihres Umlaufes um die Drehachse liefert und daß diese mit den entsprechenden Meßwerten der Windkraftanlage im Betrieb verglichen werden. Die erfindungsgemäße Lösung der Aufgabe besteht in der Verwendung eines mathematischen Drehschwingungsmodells des rotierenden Systems der Windkraftanlage, dessen charakteristische Schwingungsformen berechnet und mit dem Drehschwingungsverhalten des realen Systems verglichen werden. Ein weiterer Teil der erfindungsgemäßen Lösung besteht darin, daß die gemessenen Schwingungsformen rechentechnisch gespeichert und auf Änderungstrends ausgewertet werden können. Als ein wesentliches Element dieser Trendbewertung dient ein parallel mit der On-Line-Messung laufender selbstlernender Algorithmus, beispielsweise ein Neuronales Netz, der eine differenzierte Bewertung zwischen Betriebszuständen, die durch veränderte Umweltbedingungen hervorgerufen werden oder system-eigenen Störungen ermöglicht.

DE 195 34 404 A 1

Die folgenden Angaben sind den vom Anmelder eingereichten Unterlagen entnommen

BUNDESDRUCKEREI 01. 97 702 012/302

4/26

DE 195 34 404 A 1

Beschreibung

Gegenstand und Ziel der Erfindung

Gegenstand der Erfindung ist ein Verfahren zur Bestimmung des technischen Zustandes einer Windkraftanlage, das es gestattet, für den sicheren Betrieb der Windkraftanlage wesentliche Betriebsmeßwerte bei laufendem Betrieb aufzunehmen und sie in einer abgesetzten Betriebsführungseinrichtung so auszuwerten, daß relevante Veränderungen des technischen Zustandes erfaßt und einer Vorausberechnung der künftigen Veränderungen zugeführt werden können.

Ziel der Erfindung ist die Schaffung eines Verfahrens, mit dem sichere Aussagen über zu erwartende Betriebsstörungen gewonnen werden können und somit die Vorausplanung rechtzeitiger Wartungsmaßnahmen in Betriebsphasen gestattet, in denen das betriebswirtschaftliche Ergebnis nur in geringem Maße beeinträchtigt wird.

Stand der Technik

Für Windkraftanlagen sind zahlreiche Maßnahmen und Einrichtungen zur Überwachung betriebs- und sicherheitstechnisch wichtiger Bauteile bekannt, die auf der Erfassung relevanter physikalischer Größen der betreffenden Bauteile beruhen. So ist beispielsweise die Überwachung der Temperatur der Hauptlager des Rotortriebstrangs bekannt und gehört zum Stand der Technik. Mit einer Kurzzeitrendüberwachung der Lagertemperaturen lassen sich somit rechtzeitig Havariesituationen erkennen und durch Stillsetzen der Anlage das Eintreten von Havarien vermeiden. Nahezu alle Windkraftanlagen, die der Einspeisung der durch Windenergie gewonnenen Elektroenergie in das Netz dienen, sind mit Lagertemperaturüberwachungen ausgerüstet.

Nachteilig an diesem Verfahren ist die nur kurze Frist, die vom Auftreten einer unzulässigen Temperaturerhöhung bis zur erforderlichen Notabschaltung der Anlage bleibt, sie gestattet nur eine Havarievorsorge, jedoch keine Optimierung der Betriebsführung.

Eine andere, ebenfalls bekannte und weitgehend angewandte Methode besteht in der Überwachung der Drehzahl der Windkraftanlage. Wird die Drehzahl in Beziehung zur Windgeschwindigkeit und zur abgegebenen elektrischen Leistung gesetzt, lassen sich für alle Betriebsbereiche Aussagen über eine normale, der Auslegung der Anlage gemäß Funktion beziehungsweise davon abweichende Zustände ableiten. Havariesituationen können somit rechtzeitig erkannt werden.

Nachteilig ist auch hierbei, daß sich keine Langzeitvorhersagen für eine optimierte Betriebsführung gewinnen lassen.

Bezüglich sind auch Überwachungsmethoden, die Aussagen über den Zustand der Flügelblätter von Rotoren gestatten, vornehmlich dienen hierzu Dehnungsmeßstreifen an den Blättern, die die dynamischen, periodischen Verformungen feststellen und diese in geeigneter Weise an eine Meßwerterfassungseinrichtung weiterleiten sowie auch Beschleunigungsmeßgeber, die dies in analoger Weise für die an den Blättern auftretende Beschleunigungen entlang ihrer Umlaufbahn tun.

Sofern ausreichend gesicherte Werte der Festigkeitstheorie für die Blattwerkstoffe und die spezielle Blattkonstruktion zur Verfügung stehen, lassen sich mit diesen Meßwerten Veränderungen erkennen, die auf eine

veränderte Festigkeit der Flügel zurückgeführt werden können und damit auch die Prognose eines festigkeitmäßig nicht mehr zulässigen Zustandes der Blätter gestatten.

In der praktischen Anwendung ist dieses letzteren Verfahren gemeinsam, daß die Meßwerte drahtlos vom drehenden Flügel auf die Überwachungsstelle übertragen werden müssen. Dies führt zu erhöhten Kosten der Überwachung, die betriebswirtschaftlich nur bei großen Windkraftanlagen gerechtfertigt sind sowie zu den bekannten Problemen, die mit der Kalibrierung und Langzeitstabilität derartiger Meßsysteme für Betriebsführungszwecke verbunden sind.

Erfindungsgemäße Lösung

Die erfindungsgemäße Lösung der Aufgabe besteht in der Verwendung eines mathematischen Drehschwingungsmodells des rotierenden Systems der Windkraftanlage, dessen charakteristische Schwingungsformen berechnet und mit dem Drehschwingungsverhalt des realen Systems verglichen werden. Mit diesem Vergleich können Veränderungen am realen System wie beispielsweise Änderungen am Massenträgheitsmoment der Flügel durch Eisbesatz, Änderungen der Dämpfungseigenschaften von drehelastischen Dämpfern im System oder Änderungen der Dämpfungs- und Schlupfeigenschaften des Generators im On-line-Betrieb erkannt werden. Ein weiterer Teil der erfindungsgemäßen Lösung besteht darin, daß die gemessenen Schwingungsformen rechentechnisch gespeichert und auf Änderungstrends ausgewertet werden können. Als ein wesentliches Element dieser Trendbewertung dient ein parallel mit der On-Line-Messung laufender selbstlernender Algorithmus, beispielsweise ein Neuronales Netz, der eine differenzierte Bewertung zwischen Betriebszuständen, die durch veränderte Umweltbedingungen hervorgerufen werden oder systemeigenen Störungen ermöglicht.

Die Lösung wird an einem Beispiel beschrieben. Bild 1 zeigt das rotierende System einer Windkraftanlage mit den für die mathematische Modellierung von Drehschwingungssystemen üblicherweise verwendeten Kurzbezeichnungen.

Am Meßpunkt M_1 wird die Drehzahl n_1 des Rotors mit dem Massenträgheitsmoment J_1 , am Meßpunkt M_2 die Drehzahl n_2 zwischen dem drehelastischen Dämpfer mit dem Massenträgheitsmoment J_2 und dem Dämpfungskennwert D_2 sowie am Meßpunkt M_4 des freien Wellenendes des Generators die Drehzahl n_4 gemessen. In das Schwingungsmodell gehen weiterhin die Massenträgheitsmomente J_3 des Getriebes, J_4 des Generators und ein Dämpfungskennwert D_4 des Generators ein. Der Dämpfungskennwert der Generators wird als abhängige Größe der am Meßpunkt M_3 aufzunehmenden Werte Stromstärke I , Spannung U sowie einer Wertegruppe f für Frequenz und Phasenlage in das Modell eingebracht. Für das Schwingungsverhalten sind weiterhin die Federsteifigkeiten C_1 , C_2 und C_3 relevant und gehen in das Modell mit ein.

Patentansprüche

1. Verfahren zur Bestimmung des technischen Zustandes einer Windkraftanlage, gekennzeichnet dadurch, daß ein in einem Rechner arbeitendes Modell der Windkraftanlage die theoretischen Werte für Drehzahl und Drehbeschleunigung der

ckgeführt wird,
eines festigkeit
ter Blätter ge-
, letzteren
tlos vom
bertra-
n der
en

Flügel als Zeitfunktion ihres Umlaufes um die Drehachse liefert und daß diese mit den entsprechenden Meßwerten der Windkraftanlage im Betrieb verglichen werden. 5

2. Verfahren nach Anspruch 1, gekennzeichnet dadurch, daß das Modell das Drehschwingungsverhalten der Windkraftanlage beschreibt und die ungleichmäßige Bewegung der Flügel inf lge ihrer Bewegung um eine Drehachse in einem inhomogen Windfeld die Erregergrößen des Schwingungssystems ergibt und damit dem Schwingungssystem ein charakteristisches Spektrum an Schwingungsformen aufprägt. 10

3. Verfahren nach Anspruch 1, gekennzeichnet dadurch, daß das Schwingungsspektrum zu konstruktiven Merkmalen der Windkraftanlage wie der Flügelzahl und der Zahl der Polpaare des Generators in Beziehung gesetzt wird und die hieraus resultierenden Drehungleichförmigkeiten die Grundlage für die Bewertung des ungestörten und gestörten 15 Betriebs der Windkraftanlage bilden.

4. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß das Modell im laufenden Betrieb der Windkraftanlage arbeitet und den Vergleich mit den gemessenen Werten im Echtzeitbetrieb vornimmt. 20

5. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß das Modell die Meßwerte so verarbeitet, daß eine Adaption seiner Koeffizienten erfolgt und dadurch Alterungen und Langzeitveränderungen der Windkraftanlage berücksichtigt werden. 25

6. Verfahren nach Anspruch 1, gekennzeichnet dadurch, daß als Meßwerte die Drehzahl des Blattrotors unabhängig von der Drehzahl des Generators 30 gemessen wird und als weitere unabhängige Meßwertgruppe die elektrischen Werte Spannung, Frequenz und Phasenverlauf des Generators zum Vergleich mit den Modellwerten verwendet werden. 35

40

Hierzu 1 Seite(n) Zeichnungen

45

50

55

60

65

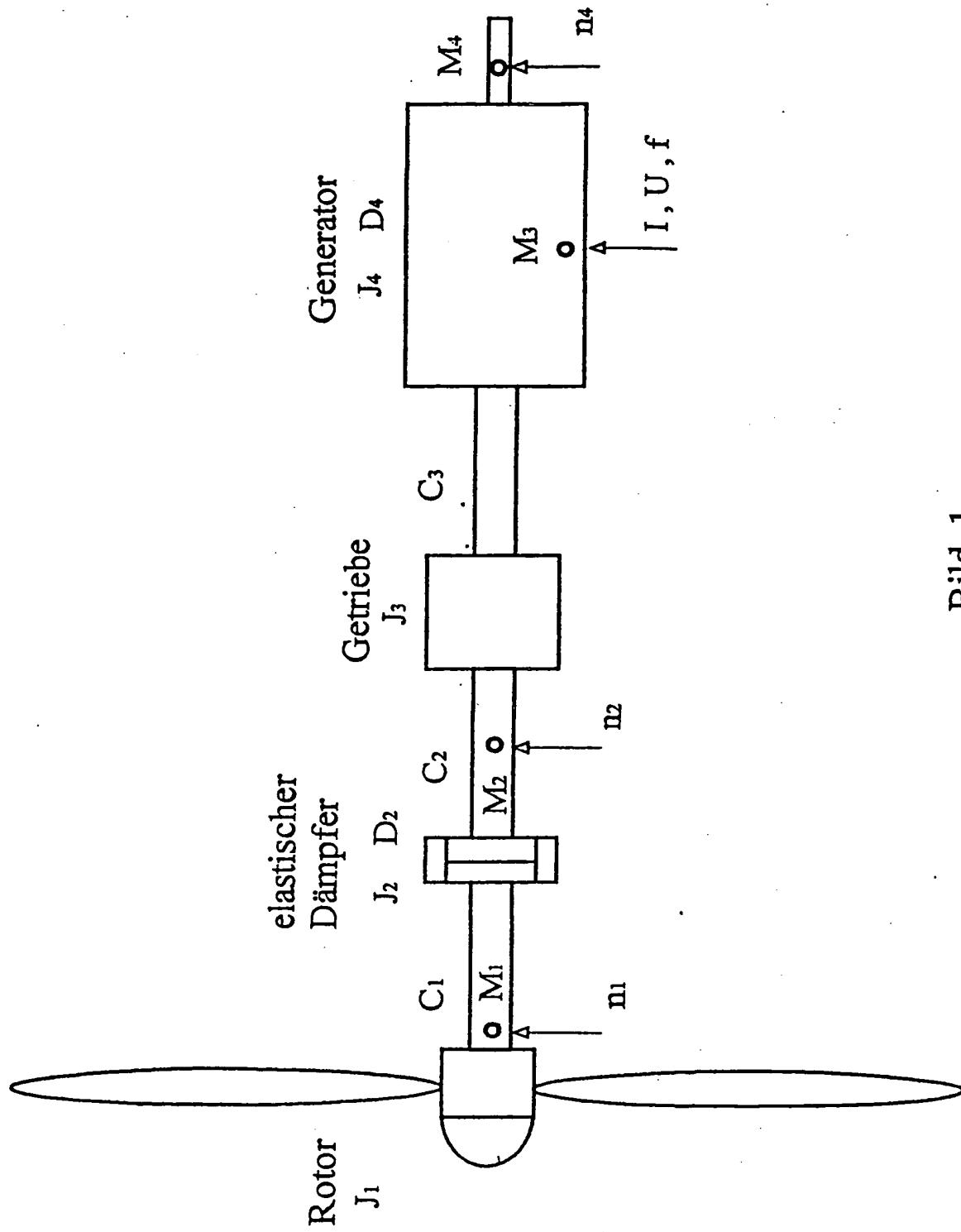


Bild 1